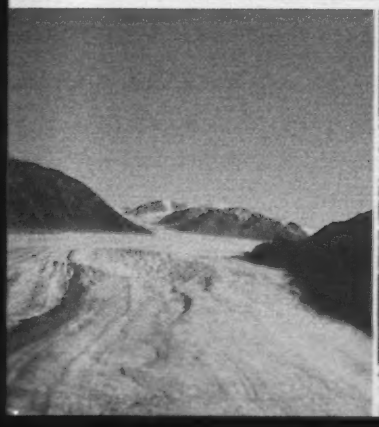
Affaires autochtones et Développement du Nord Canada
Aboriginal Affairs and Northern Development Canada

Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2012



Canada

Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2012

La gestion des ressources pétrolières et gazières sur les terres de la Couronne au nord du 60e parallèle de latitude dans les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les régions extracôtières du Nord est une responsabilité fédérale qu'assume la Direction générale des ressources pétrolières et minérales du Nord d'Affaires autochtones et Développement du Nord Canada.

La gestion des ressources pétrolières sur les terres de la Couronne est régie par des lois fédérales. La *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et ses règlements gouvernent l'attribution et l'administration des droits de prospection et d'exploitation et établissent le régime des redevances. La *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* réglemente les opérations pétrolières et les retombées économiques qui en découlent. Le Ministère s'occupe des questions foncières et de celles qui touchent aux redevances et aux retombées économiques au nom du ministre des Affaires autochtones et du développement du Nord canadien. Quant à l'Office national de l'énergie, il se charge d'approuver les opérations.

Il est possible de trouver de l'information sur la gestion des ressources pétrolières du Nord sur Internet à l'adresse http://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1100100036087/1100100036091.

Canada

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les droits de reproduction, veuillez communiquer avec Travaux publics et Services gouvernementaux Canada (TPSGC) par téléphone au 613-996-6886, ou par courriel à l'adresse suivante : droitdauteur.copyright@tpsgc-pwgsc.gc.ca.

www.aadnc-aandc.gc.ca
1 800 567-9604
ATS seulement 1 866 553-0554

QS-8666-000-FF-A1
Catalogue: R71-47/2012F-PDF
ISSN: 1497-1453

© **Sa Majesté la Reine du Chef du Canada, représentée par le *Ministre des Affaires autochtones et du développement du Nord canadien, 2013***

Cette publication est aussi disponible en anglais sous le titre : Northern Oil and Gas, Annual Report 2012.

Photo de la page couverture: Foreuse, Territoires du Nord-Ouest – Husky Energy Inc.

Message de l'honorable Bernard Valcourt, c. p., député
Ministre des Affaires autochtones et du développement du Nord canadien

C'est avec plaisir que je dépose devant le Parlement le rapport annuel sur l'administration du pétrole et du gaz dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et dans la région extracôtière septentrionale, pour l'année se terminant le 31 décembre 2012.

Notre gouvernement continue à prendre des mesures pour favoriser la prospection et l'exploitation des réserves de pétrole et de gaz dans le Nord du Canada. Les activités décrites dans le présent rapport contribuent grandement à nos engagements en matière de promotion du développement économique et social dans le cadre de la Stratégie pour le Nord du Canada.

Pour ce faire, on lance régulièrement des demandes de désignation et des appels d'offres pour les terres domaniales du Nord afin que les membres de l'industrie aient la possibilité d'obtenir des droits de prospection dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et dans la région extracôtière septentrionale. Les résidants du Nord, les groupes autochtones et les autres intervenants touchés sont parties au processus, tout comme le gouvernement du Canada, ce qui contribue au renforcement des partenariats ainsi qu'à une augmentation de la prospection pétrolière et gazière, et ce, au profit de tous les Canadiens.

On a délivré plusieurs permis d'exploration en 2012, alors que l'intérêt de l'industrie était axé sur la vallée du Mackenzie et sur la mer de Beaufort. Pour la première fois cette année, l'intérêt envers la prospection dans la mer de Beaufort s'est étendu au nord de la région à l'ouest de l'île Banks.

Les recherches menées dans le cadre de l'évaluation environnementale régionale de Beaufort se sont poursuivies en 2012. On a aussi tenu des discussions préliminaires avec les intervenants clés des organisations inuites ainsi qu'avec ceux des gouvernements territoriaux et fédéral afin d'étudier les approches possibles pour le lancement d'une évaluation environnementale dont l'objectif sera de documenter les décisions sur l'octroi de droits de prospection dans les régions côtières de la baie de Baffin et du détroit de Davis. En stimulant le développement tout en préservant l'environnement et en appuyant la mise en valeur des ressources, on assure une plus grande prospérité pour tous les Canadiens pendant les générations à venir.

Dans le cadre de sa Stratégie pour le Nord, le gouvernement du Canada s'est engagé à faire en sorte que le Nord réalise son véritable potentiel à titre de région saine et prospère au sein d'un pays fort et souverain. Je vous invite à consulter le rapport pour obtenir davantage de renseignements sur l'exploration pétrolière et gazière au Canada et sur la mise en valeur de ces ressources au cours de la dernière année.

Bernard Valcourt
Mai 2013

Terres domaniales[1] relevant de la compétence administrative du ministre des Affaires autochtones et du développement du Nord canadien

[1] Les « terres domaniales » sont définies à l'article 2 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, comme suit :
« terres domaniales » Les terres qui appartiennent à Sa Majesté du chef du Canada ou dont elle peut légalement aliéner ou exploiter les ressources naturelles, et qui sont situées :

a) soit dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut ou dans l'île de Sable;

b) soit dans les zones sous-marines non comprises dans le territoire d'une province, et faisant partie des eaux intérieures, de la mer territoriale ou du plateau continental du Canada.

est toutefois exclue la zone adjacente au sens de l'article 2 de la *Loi sur le Yukon*.

Table des matières

RÉSUMÉ DU PROGRAMME PÉTROLE ET GAZ DU NORD 7
APERÇU 7
2012 EN BREF 8
GESTION DES DROITS 8
ACTIVITÉS 8
PRODUCTION 9
REDEVANCES 9
RETOMBÉES ÉCONOMIQUES 9
ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE RÉGIONALE DE BEAUFORT 9
RESSOURCES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES 9
GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ 10
ATTRIBUTION DES DROITS 10
ATTRIBUTION ET CESSATION DE LICENCES EN 2012 14
GESTION DES DÉPÔTS DE GARANTIE D'EXÉCUTION 20
RETOMBÉES ÉCONOMIQUES 21
FONDS POUR L'ÉTUDE DE L'ENVIRONNEMENT 21
ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD 22
SUD DES TERRITOIRES DU NORD-OUEST 23
PARTIE CENTRALE DE LA VALLÉE DU MACKENZIE 23
DELTA DU MACKENZIE 23
MER DE BEAUFORT 23
ARCHIPEL ARCTIQUE DU NUNAVUT 23
ZONE EXTRACÔTIÈRE DE L'EST DE L'ARCTIQUE 24
PRODUCTION 25
NORMAN WELLS 25
IKHIL 26
COLLINES CAMERON 26
NUNAVUT ET ZONES EXTRACÔTIÈRES DE L'ARCTIQUE 26
RÉSUMÉ 27
REDEVANCES 28
VÉRIFICATIONS ET ÉVALUATIONS 28
POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS 29

Liste des tableaux

Tableau 1 : Ressources pétrolières et gazières 10
Tableau 2 : Disposition des terres au 31 décembre 2012 14
Tableau 3 : Licences d'exploration 18
Tableau 4 : Recettes tirées de l'administration des intérêts ($) 2008-2012 20
Tableau 5 : Statistiques sur le forage 2012 24
Tableau 6 : Acquisition de données sismiques 2003-2012 24
Tableau 7 : Production de pétrole et de gaz 2008-2012 27
Tableau 8 : Redevances perçues ($) 2008-2012 28

Liste des diagrammes

Diagramme 1 : Carte de la région de la vallée centrale 12
Diagramme 2 : Carte de la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie 12
Diagramme 3 : Carte des principaux secteurs d'activité dans l'ouest de l'Arctique 22
Diagramme 4 : Puits forés de 2002-2003 à 2011-2012 25
Diagramme 5 : Production du champ pétrolier de Norman Wells en 2012 26
Diagramme 6 : Production du Petrolé 2003-2012 27
Diagramme 7 : Production du gaz 2003-2012 27

RÉSUMÉ DU PROGRAMME PÉTROLE ET GAZ DU NORD

Aperçu

Les régions du Nord qui présentent un grand potentiel de ressources pétrolières comprennent la vallée et le delta du Mackenzie dans les Territoires du Nord-Ouest, la mer de Beaufort et la marge continentale arctique du Canada, l'archipel arctique des Territoires du Nord-Ouest et du Nunavut ainsi que la zone extracôtière orientale du Nunavut. Ce potentiel offre une diversité d'occasions pour l'exploration pétrolière et gazière, qui va des zones pétrolières côtières à l'exploration en eaux profondes. En 2012, l'intérêt de l'industrie s'est focalisé sur la vallée du Mackenzie et la mer de Beaufort.

La délivrance de licences d'exploration est un premier pas important pour encourager le développement économique des régions des Territoires du Nord-Ouest et du Nunavut qui présentent un grand potentiel pétrolier. Le fait d'offrir régulièrement à l'industrie des occasions de déposer une offre pour obtenir une nouvelle licence d'exploration représente un élément clé de la gestion des régions pétrolières et gazières du Nord.

Lorsqu'une licence d'exploration est attribuée, l'entreprise gagnante peut réaliser des activités d'exploration après avoir reçu l'autorisation de l'Office national de l'énergie, l'organisme chargé de la réglementation technique. Les activités géophysiques et le forage d'exploration peuvent mener à la découverte de nouveaux champs de gaz et de pétrole ainsi qu'au développement commercial.

Au cours de la présente année, des licences d'exploration supplémentaires ont été délivrées pour la région centrale de la vallée du Mackenzie dans les Territoires du Nord-Ouest. En outre, il y a eu une augmentation des activités côtières pour tester une zone pétrolière de grande envergure d'une superficie d'environ 100 km au nord-ouest et au sud-est du plus grand champ pétrolier en activité du Nord à Norman Wells.

Cette année, les activités côtières dans la région centrale de la vallée du Mackenzie ont consisté en des opérations sismiques et au forage visant à définir le potentiel de formations schisteuses pour la production de pétrole de formations étanches en subsurface. Cette activité a généré des avantages en matière d'emploi et des occasions d'affaires, ce qui a mené au renforcement des capacités dans les collectivités de la vallée du Mackenzie.

Le potentiel des ressources pétrolières dans le Nord est élevé.

Plus au nord, le potentiel reconnu quant à d'autres découvertes de pétrole dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort a continué de présenter un intérêt. Les entreprises ont acquis plusieurs nouvelles licences d'exploration et certaines ont formé des partenariats avec des entreprises qui détenaient déjà des licences pour la mer de Beaufort. Pour la première fois, un intérêt s'est manifesté pour une région à l'ouest de l'île Banks, au nord-est du centre d'activités de la mer de Beaufort.

Dans la zone extracôtière, on a réalisé l'exploration sismique de la structure de subsurface visée par les licences en eaux profondes afin d'évaluer le potentiel pour de futurs forages dans les zones concernées par les permis. De plus, l'industrie géophysique a poursuivi l'acquisition de données sismiques modernes dans le but de créer un ensemble de données actuel pour une bonne partie de la mer de Beaufort. Cette activité a fourni des avantages aux collectivités de la région désignée des Inuvialuit des Territoires du Nord-Ouest.

Les efforts de recherche ont permis de poursuivre l'acquisition des connaissances pour soutenir le développement responsable des ressources dans la mer de Beaufort dans le cadre de l'évaluation environnementale régionale de Beaufort. Dans les régions de la mer de Beaufort et de la vallée du Mackenzie, la recherche a aussi été appuyée par les Fonds pour l'étude de l'environnement par l'intermédiaire de redevances sur les terrains détenus par l'industrie. Dans l'Arctique de l'Est, des discussions préliminaires ont été tenues entre des organismes inuits, les gouvernements fédéral et territoriaux et les intervenants concernés en vue de définir des options quant à une évaluation environnementale stratégique pour la délivrance future de licences d'exploration en zone extracôtière.

2012 en bref

GESTION DES DROITS

- Deux appels d'offres ont pris fin avec succès en juin et en septembre 2012 pour la partie centrale de la vallée du Mackenzie ainsi que pour la mer de Beaufort et le delta du Mackenzie. Huit nouvelles licences d'exploration ont été accordées à la suite du processus.

- Dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, deux nouvelles licences ont été délivrées en 2012, soit à Shell Canada Limited et à MGM Energy Corp., couvrant plus de 150 000 hectares et dotées d'un engagement à investir 92 millions de dollars.

- Dans la mer de Beaufort, six licences d'exploration en eaux profondes couvrant plus de 900 000 hectares ont été attribuées à Franklin Petroleum Limited, pour un engagement à investir 7,5 millions de dollars.

ACTIVITÉS

- Deux nouveaux puits d'exploration ont été forés dans la région centrale de la vallée du Mackenzie et quatre programmes sismiques ont été achevés (deux dans la vallée du Mackenzie et deux dans la mer de Beaufort, y compris un programme 3-D). Neuf puits ont été relancés dans le champ des collines Cameron au sud des Territoires du Nord-Ouest. Aucun nouveau puits de développement n'a été foré dans cette région.

- Les dépenses totales en matière d'exploration dans le Nord sont provisoirement estimées à 111 millions de dollars, soit 20 millions de dollars de plus qu'en 2011.

PRODUCTION

- En 2012, la production pétrolière totale a été de 756,4 x 10^3 m^3 (4,8 millions de barils), ce qui représente une augmentation de 24 % comparativement à 2011. Cette hausse s'explique en grande partie par les pipelines Rainbow et Enbridge qui ont fonctionné à plein rendement durant l'année. Quant au gaz naturel, la production totale a atteint 163,1 x 10^6 m^3 (5,7 milliards de pi^3), une baisse de moins de 1 % par rapport à l'année précédente.

REDEVANCES

- En 2012, les redevances perçues de la production de pétrole et de gaz sur les terres domaniales se sont chiffrées à 9,9 millions de dollars, ce qui représente une diminution de 14 % comparativement à 2011. Cette baisse a été causée par les faibles prix du pétrole de l'année précédente.

RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

- Le Ministère a terminé les consultations avec les intervenants du Nord et les représentants du secteur pétrolier et gazier sur la version provisoire des lignes directrices des plans de retombées économiques pour le Canada dans le Nord. Ces lignes directrices aideront l'exploitant à élaborer un plan de retombées économiques qui satisfait aux exigences de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE RÉGIONALE DE BEAUFORT

- L'évaluation environnementale régionale de Beaufort (EERB) a amorcé sa deuxième année de mise en œuvre. Vingt-deux projets de recherche et six groupes de travail contribuent à l'objectif qui consiste à combler les lacunes en matière d'information et de données régionales sur les activités pétrolières et gazières extracôtières et à renforcer l'efficacité des décisions réglementaires.

Ressources pétrolières et gazières

Un tiers des réserves restantes de ressources pétrolières et gazières du Canada sont dans le Nord.

Selon l'Office national de l'énergie, environ 35 % des ressources en gaz naturel commercialisables encore disponibles et 37 % des ressources en pétrole brut léger récupérables se trouvent dans le Nord du Canada (Avenir énergétique du Canada, 2011). Ces données ne reflètent que les ressources en pétrole et en gaz classiques et excluent les ressources non conventionnelles.

Le tableau 1 fait état des estimations des ressources potentielles dans le Nord, selon les régions. Ces données présentent les ressources en pétrole et en gaz classiques totales et n'incluent pas les estimations du potentiel des zones productives et des bassins possibles non forés. Le potentiel ultime (qui comprend les ressources découvertes et le potentiel non découvert) est estimé à quelque 12 milliards de barils de pétrole récupérable et à 150 billions de pieds cubes de gaz. Toutefois, l'incertitude demeure quant au potentiel de ressources dans de nombreux bassins pétrolifères du Nord du Canada, particulièrement ceux qui n'ont pas encore été testés. Des recherches récentes montrent qu'il serait justifié d'effectuer une

révision à la hausse majeure des estimations du potentiel ultime. Par exemple, selon une analyse de la Commission géologique du Canada, de nouvelles informations suggèrent que les ressources non découvertes de la mer de Beaufort et du bassin du delta du Mackenzie pourraient plus que doubler si le potentiel des grandes zones en eaux profondes était pris en compte.

Tableau 1 : Ressources pétrolières et gazières

Région	Pétrole brut 10^6 m³	(Million de barils)	Gaz naturel 10^9 m³	(Billion de pi³)
Territoires du Nord-Ouest et zones extracôtières de l'Arctique	187,9	(1182,5)	457,6	(16,2)
Nunavut et zones extracôtières de l'Arctique	51,3	(322,9)	449,7	(16,0)
Zones extracôtières du Yukon	62,5	(393,8)	4,5	(0,2)
Total	301,7	(1899,1)	911,8	(32,4)

Les ressources sont « récupérables »; des facteurs standards de récupération ont été appliqués; les totaux ont été ajustés lorsque les scénarios conceptuels sont inclus dans les estimés potentiels.

• Adapté du tableau 4 du document « Drummond, K. J. 2009, *Northern Canada Distribution of Ultimate Oil and Gas Resources* », accessible à l'adresse http://www.drummondconsulting.com/NCAN09Report.pdf. Compilation et intégration de plusieurs sources publiées qui peuvent sous-estimer ou surestimer les ressources réelles sur le terrain. Les volumes et la distribution doivent être considérés comme approximatifs; ils reflètent l'opinion du consultant.

• Veuillez noter que les volumes de gaz découverts ne tiennent pas compte des estimations faites pour les découvertes récentes (Ellice I-48, Olivier H-01, Langley K-30, Langley E-07, Kurk M-15 et Ellice J-27 dans le delta du Mackenzie et Summit Creek B-44, Stewart D-57, Lac Maunoir C-34 et Nogha C-49 dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie).

Les hydrocarbures non classiques attirent l'attention de l'industrie pétrolière et gazière dans la vallée du Mackenzie. Ces ressources potentielles comprennent le gaz et l'huile de schiste de l'importante formation de Canol du Dévonien de grande qualité, une roche mère connue pour avoir produit le pétrole de la majorité du champ de Norman Wells situé à proximité. L'augmentation importante des activités d'exploration dans la zone située entre le champ de Norman Wells et Tulita pour l'huile de schiste va probablement faire augmenter les estimations des ressources dans l'avenir, même si les ressources non conventionnelles n'ont pas été incluses dans le tableau 2. Les estimations des ressources non conventionnelles du Nord n'ont pas encore été publiées ni par la Commission géologique du Canada ni par l'Office national de l'énergie.

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Attribution des droits

Les droits sont délivrés selon un processus ouvert et compétitif d'appels d'offres.

Le ministre des Affaires autochtones et du développement du Nord canadien fournit annuellement à l'industrie l'occasion d'obtenir des droits d'exploration dans les Territoires du Nord-Ouest, dans les zones extracôtières du Nord ainsi qu'au Nunavut. Les licences d'exploration sont délivrées conformément à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Les cartes

montrant la disposition des droits pétroliers et gaziers actuels sont présentées sur le site Web d'Affaires autochtones et Développement du Nord Canada à l'adresse http://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1100100036125/1100100036129.

Conformément aux dispositions des ententes relatives au règlement des revendications territoriales, le Ministère cherche à obtenir les points de vue et l'appui des communautés et des organismes autochtones sur les conditions et les clauses d'attribution des droits ainsi que sur d'autres questions connexes avant la délivrance des licences. Dans le même ordre d'idée, le Ministère consulte et fait participer les gouvernements territoriaux ainsi que d'autres organismes fédéraux afin d'obtenir de l'information relative à la sensibilité des écosystèmes. Après examen des réponses reçues, les régions ouvertes à l'exploration peuvent être ajustées d'une année à l'autre.

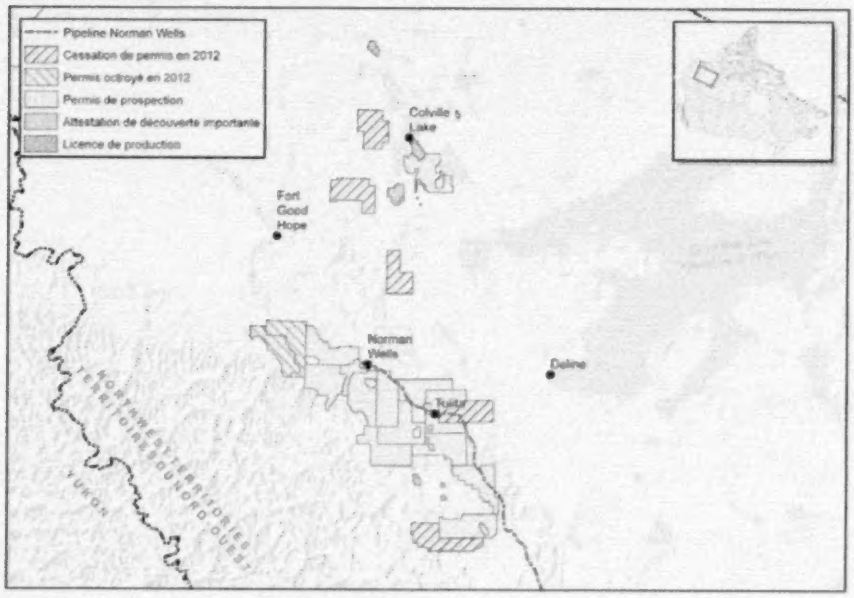
Chaque appel d'offres est précédé d'une demande de désignation, ce qui permet à l'industrie de déterminer les parcelles de terre qui feront l'objet d'un appel d'offres subséquent. Les appels d'offres demeurent en vigueur pour la durée obligatoire minimale de 120 jours et sont publiés dans la Partie I de la *Gazette du Canada*.

Des droits d'exploration sont attribués à la suite d'un processus d'appel d'offres ouvert et compétitif. Un seul critère d'évaluation de la soumission est utilisé, soit les dépenses prévues pour l'exploration des terres en question (l'engagement à faire des travaux). Ce critère est employé pour déterminer le soumissionnaire retenu. Une licence d'exploration d'une durée maximale de neuf ans, divisée en deux périodes, lui sera délivrée.

Le soumissionnaire retenu est censé dépenser une somme correspondante à l'engagement à faire des travaux pendant la première période de la licence et doit forer un puits au cours de cette même période pour prolonger le permis dans la deuxième période.

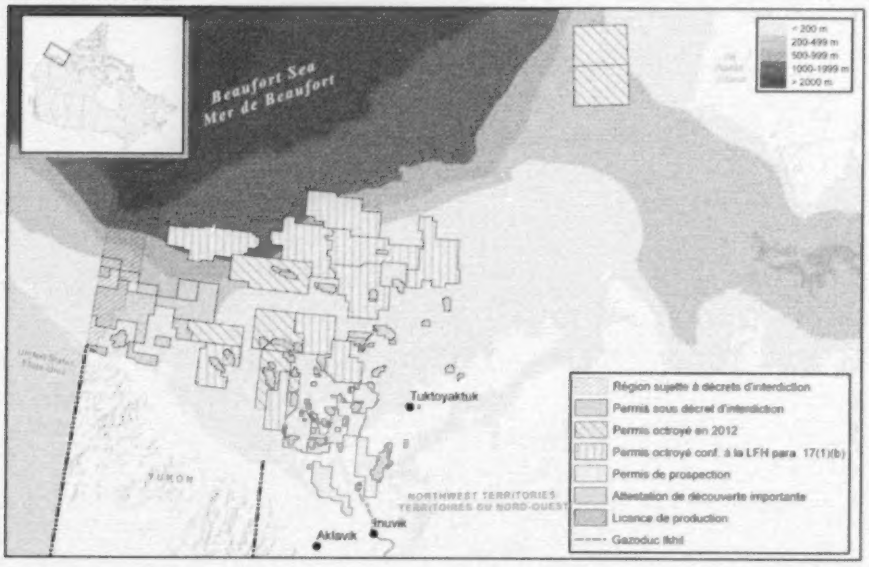
En janvier et en avril 2012, deux demandes de désignation ont mené au lancement d'un processus d' appel d'offres dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie. Les appels d'offres liés à la partie centrale de la vallée du Mackenzie, qui ont pris fin le 19 juin 2012, ont mené à la délivrance de deux licences d'exploration couvrant 154 153 hectares pour un engagement à faire des travaux d'une valeur de 92 millions de dollars (voir le diagramme 1).

Diagramme 1 : Carte de la région de la vallée centrale du Mackenzie



Quant aux appels d'offres relatifs à la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, ils se sont conclus le 6 septembre 2012 avec l'octroi de six licences d'exploration couvrant 905 900 hectares et un engagement total à faire des travaux de 7,5 milliards de dollars (voir le diagramme 2).

Diagramme 2 : Carte de la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie



À la fin de l'année, les préparatifs étaient en cours pour une demande de désignation dans les trois régions, soit l'archipel arctique au Nunavut, la partie centrale de la vallée du Mackenzie, et la mer de Beaufort et le delta du Mackenzie.

Lorsque les travaux d'exploration mènent à la découverte de pétrole, une demande de déclaration de découverte importante peut être faite en vertu de la loi. Le processus de déclaration, administré par l'Office national de l'énergie, confirme que la découverte d'hydrocarbure satisfait à certains critères techniques précis et décrit l'étendue de la découverte. L'octroi d'une attestation de découverte importante pour des terres couvrant l'étendue de la découverte est possible :

a) soit sur demande du titulaire d'un permis de prospection pour l'ensemble ou une partie du périmètre de la découverte;
b) soit par attribution au soumissionnaire retenu à la suite d'un appel d'offres pour l'ensemble ou une partie du périmètre de découverte.

L'attestation de découverte importante est une caractéristique unique du régime établi en vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Elle récompense l'exploration fructueuse en accordant un droit d'une durée indéterminée sur la découverte d'hydrocarbures, reconnaissant que certaines découvertes ne sont pas immédiatement exploitables à des fins commerciales. Aucun loyer ne s'applique actuellement aux attestations de découverte importante. Les droits afférents à l'attestation de découverte importante sont les mêmes que ceux conférés par la licence d'exploration.

Une fois que le promoteur a déterminé que la découverte peut être exploitée commercialement et qu'il souhaite commencer à produire du pétrole et du gaz, la loi l'autorise à demander à l'Office national de l'énergie que le périmètre de découverte importante soit déclaré exploitable. À l'instar des dispositions visant l'octroi d'une attestation de découverte importante, l'octroi d'une licence de production est possible :

a) soit sur demande du titulaire d'un permis de prospection ou d'une attestation de découverte importante pour l'ensemble ou une partie du périmètre de la découverte exploitable;
b) soit par attribution au soumissionnaire retenu à la suite d'un appel d'offres pour l'ensemble ou une partie du périmètre de découverte exploitable.

La durée d'une licence de production est de 25 ans, renouvelable dans la mesure où la production commerciale se poursuit. Les droits additionnels conférés par une licence de production comprennent le droit exclusif d'exploiter les hydrocarbures sur ces terres domaniales et un droit de propriété sur les hydrocarbures ainsi produits.

Le tableau 2 présente les dispositions des terres par région et par type de droit.

Tableau 2 : Disposition des terres au 31 décembre 2012

Région	Licence d'exploration	Licence de découverte importante	Permis de production	Anciens droits[1]	Total
En hectares					
Îles de l'Arctique	0	332,882	0	0	**332,882**
Zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	11,184	0	862,500	**873,684**
Baie d'Hudson[2]	0	0	0	126,376	**126,376**
Mer de Beaufort	3,073,920	205,636	0	0	**3,279,556**
Delta du Mackenzie	382,412	134,109	3,423	0	**519,944**
Partie centrale de la vallée du Mackenzie	1,214,381	52,725	0	654	**1,267,760**
Partie sud des Territoires du Nord-Ouest	0	62,870	32,842	21,107	**116,819**
Total	**4,670,713**	**799,406**	**36,265**	**1,010,637**	**6,517,021**

Région	Licence d'exploration	Licence de découverte importante	Permis de production	Anciens droits[1]	Total
Par type de droits (nombre de licences)					
Îles de l'Arctique	0	20	0	0	**20**
Zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	1	0	30	**31**
Baie d'Hudson[2]	0	0	0	8	**8**
Mer de Beaufort	18	38	0	0	**56**
Delta du Mackenzie	5	38	2	0	**45**
Partie centrale de la vallée du Mackenzie	15	11	0	6	**32**
Partie sud des Territoires du Nord-Ouest	0	31	21	8	**60**
Total	**38**	**139**	**23**	**52**	**252**

[1] Permis ou concession émis en vertu de régimes législatifs antérieurs conformément au paragraphe 112(2) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

[2] Les permis dans la zone continentale au nord de la baie d'Hudson sont sous la compétence d'Affaires autochtones et Développement du Nord Canada. Les permis de la baie d'Hudson visant la zone extracôtière (non inclus dans ce tableau) relèvent quant à eux de Ressources naturelles Canada.

ATTRIBUTION ET CESSATION DE LICENCES EN 2012

Le Ministère est chargé de la tenue d'un registre des droits pétroliers et gaziers ainsi que des documents enregistrés en vertu de la partie VIII de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Il constitue le registre officiel des titulaires de droits, et tout transfert ou changement de

propriété doit être enregistré. Les rapports des activités mensuelles du bureau d'enregistrement sont affichés en ligne à l'adresse http://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1100100036878/1100100036879.

En 2012, huit nouvelles licences d'exploration ont été délivrées à la suite de ce processus dans les régions de la partie centrale de la vallée du Mackenzie et de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie. Deux licences d'exploration ont été accordées pour des parcelles dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, soit EL486 à Shell Canada Limited et EL487 à Shell Canada Limited et MGM Energy Corp. Les six autres licences d'exploration ont été octroyées à Franklin Petroleum Limited pour des parcelles en eaux peu profondes, soit de EL488 à EL493.

Au cours de l'année, en vertu de l'alinéa 17(1)*b*) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, de nouvelles licences d'exploration ont été délivrées pour remplacer les licences d'exploration existantes de la mer de Beaufort. Cette activité a été menée en vue de restaurer équitablement la période de validité des permis de prospection qui a été perturbée par l'Examen public des exigences relatives à la sécurité et à l'environnement pour les activités de forage extracôtier dans l'Arctique, mené par l'Office national de l'énergie, ainsi que par l'Examen stratégique antérieur de la capacité de forage de puits de secours au cours d'une même saison, lesquels ont entraîné la suspension des activités. Les audiences ont débuté aux environs du 1er novembre 2009 et se sont conclues par la publication, le 15 décembre 2011, du rapport final de l'Office national de l'énergie, intitulé *Exigences de dépôt relatives aux forages extracôtiers dans l'Arctique canadien*. Les nouveaux permis de prospection viseront les mêmes terres domaniales que les anciens permis de prospection, et les conditions des nouveaux permis de prospection demeureront inchangées. Le tableau 3 présente la liste des nouvelles licences d'exploration délivrées en vertu de l'alinéa 17(1)*b*) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

Dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, quatre licences d'exploration (EL442, EL444, EL445 et EL466 zone A) sont arrivées à échéance à la fin de la période 1, puisqu'aucun puits n'a été foré pour maintenir leur validité pour la deuxième période. Dans la même région, une licence a pris fin par abandon (EL443). Les licences qui ont été délivrées ou qui ont échu en 2012 sont présentées dans le tableau 3 et sont illustrées dans les diagrammes 1 et 2.

En février 2012, Lone Pine Resources Canada Ltd. a fait une demande de renouvellement conformément à l'article 62 du *Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada* pour huit concessions pétrolifères et gazières dans le champ de Pointed Mountains des Territoires du Nord-Ouest. Le renouvellement dépendra de la décision attendue de l'Office national de l'énergie au sujet d'une demande de déclaration de découverte exploitable en vertu du paragraphe 35(1) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

Aucune licence de découverte importante ou de production n'a été délivrée en 2012.

Aboriginal Affairs and Northern Development Canada
Affaires autochtones et Développement du Nord Canada

Oil & Gas Dispositions as of December 31, 2012

Dispositions des droits pétroliers et gaziers en date de le 31 décembre 2012

- Exploration Licence / Permis de prospection
- Significant Discovery Licence / Attestation de découverte importante
- Production Licence / Licence de production
- Licence issued in 2012 / Permis octroyé en 2012
- Licence issued per CPRA para 17(1)(b) / Permis octroyé conf. à la LFH para. 17(1)(b)
- Licence expired in 2012 / Cessation de permis en 2012
- Call Region / Région d'appel
- Gas pipeline/gazoduc
- Oil pipeline/oléduc
- Area subject to work prohibition / Région sujette à décrets d'interaction
- Licence under work prohibition order / Permis sous décret d'interdiction

< 200 m; 200-499 m; 500-999 m; 1000-1999 m; 2000-2999 m; > 3000 m

Beaufort Sea / Mer de Beaufort
Arctic Islands of Nunavut / Archipel arctique du Nunavut
Greenland
Baffin Bay / Baie de Baffin
United States / États-Unis
Beaufort Sea & Mackenzie Delta / Mer de Beaufort & delta du Mackenzie
Central Mackenzie Valley / Partie centrale de la vallée du Mackenzie
Ile Banks Island
Ile Victoria Island
Ile Baffin Island
Resolute
Pond Inlet
Clyde River
Qikiqtarjuaq
Pangnirtung
Cambridge Bay
Tuktoyaktuk
Aklavik
Inuvik
Fort McPherson
Tsiigehtchic
Fort Good Hope
Colville Lake
Norman Wells
Tulita
Deline
Fort Liard
Yellowknife
Iqaluit
Rankin Inlet
Cameron Hills
YUKON
NORTHWEST TERRITORIES / TERRITOIRES DU NORD-OUEST
NUNAVUT
BRITISH COLUMBIA / COLOMBIE-BRITANNIQUE
ALBERTA
SASKATCHEWAN
QUEBEC

Tableau 3: Licences d'exploration

Licence	Superfice (en ha)	Titulaire [1]	Date d'entrée en vigueur	Puits à être foré avant le[2]	Échéance	Dépenses prévues dans la soumission (en $)[3]
Mer de Beaufort/Delta du Mackenzie						
EL317 [4]	175,810	Talisman Energy Inc.	5 oct. 1986	S. O.		S. O.
EL329[4]	349,981	BP Canada Energy Resources Company	5-Sep-1987	S. O.		S. O.
EL456	73,391	MGM Energy Corp.	5 janv. 2011	4 janv. 2016	4 janv. 2020	1,697,000
EL457	67,284	MGM Energy Corp.	5 janv. 2011	4 janv. 2016	4 janv. 2020	1,530,000
EL458	75,244	MGM Energy Corp.	5 janv. 2011	4 janv. 2016	4 janv. 2020	1,299,600
EL459	74,618	MGM Energy Corp.	5 janv. 2011	4 janv. 2016	4 janv. 2020	1,160,000
EL461-A [5]	50,552	MGM Energy Corp.	14-Mars-2011	2 juin 2013	2 mai 2015	41,923,636
EL461-B [5]	41,323				2 juin 2017	
Licences délivrées en 2012						
EL476 (anciennement EL446) [6]	205,321	Imperial Oil Resources Ventures Limited	1 sept. 2012	31 juil. 2017	31 juil. 2019	585,000,000
EL477 (anciennement EL449)[6]	202,380	Imperial Oil Resources Ventures Limited	1 sept. 2012	30 sept. 2018	30 sept. 2020	1,180,100,000
EL478 (anciennement EL451)[6]	205,359	BP Exploration Operating Company Limited	1 sept. 2012	30 sept. 2018	30 sept. 2020	15,100,000
EL479 (anciennement EL453)[6]	203,635	BP Exploration Operating Company Limited	1 sept. 2012	30 sept. 2018	30 sept. 2020	1,100,000
EL480 (anciennement EL448)[6]	108,185	Chevron Canada Limited	1 sept. 2012	31 oct. 2015	31 août 2019	1,010,100
EL481 (anciennement EL460)[6]	205,946	Chevron Canada Limited	1 sept. 2012	31 août 2021	31 août 2021	103,300,000
EL482 (anciennement EL447)[6]	103,711	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	29 août 2012	28 juin 2015	28 juin 2019	12,084,131
EL483 (anciennement EL452)[6]	196,497	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	1 sept. 2012	30 sept. 2018	30 sept. 2020	2,543,896
EL484 (anciennement EL464)[6]	90,381	Franklin Petroleum Limited	1 sept. 2012	31 août 2017	31 août 2021	1,000,000
EL485 (anciennement EL465)[6]	120,814	Franklin Petroleum Limited	1 sept. 2012	31 août 2019	31 août 2021	1,000,000
EL488	134,142	Franklin Petroleum Limited	6 mars 2013	5 mars 2020	5 mars 2022	1,251,088
EL489	93,483	Franklin Petroleum Limited	6 mars 2013	5 mars 2018	5 mars 2022	1,251,088
EL490	99,324	Franklin Petroleum Limited	6 mars 2013	5 mars 2018	5 mars 2022	1,251,088
EL491	201,101	Franklin Petroleum Limited	6 mars 2013	5 mars 2020	5 mars 2022	1,251,088
EL492	187,200	Franklin Petroleum Limited	6 mars 2013	5 mars 2020	5 mars 2022	1,251,088
EL493	190,650	Franklin Petroleum Limited	6 mars 2013	5 mars 2020	5 mars 2022	1,251,088

Tableau 3 : Licences d'exploration (suite)

Licence	Superficie (en ha)	Titulaire [1]	Date d'entrée en vigueur	Puits doit être foré avant le [2]	Exigences en ce qui a trait au puits	Échéance	Dépenses prévues dans la soumission (en $) [3]
Partie continentale du centre de la vallée du Mackenzie							
EL455	80 240	MGM Energy Corp.	5 janv. 2011	4 janv. 2016		4 janv. 2020	1 699 990
EL462	87 748	Husky Oil Operations Limited	30 août 2011	29 août 2016		29 août 2020	188 000 000
EL463	87 034	Husky Oil Operations Limited	30 août 2011	29 août 2016		29 août 2020	188 000 000
EL466-B [5]	82 100	MGM Energy Corp.	15 janv. 2011	9 mai 2012	✓	9 juil. 2016	5 487 626
EL467	87 948	Shell Canada Limited	20 déc. 2011	19 déc. 2016		19 déc. 2020	18 296 208
EL468	87 117	Shell Canada Limited	20 déc. 2011	19 déc. 2016		19 déc. 2020	18 098 660
EL469	26 533	Shell Canada Limited	20 déc. 2011	19 déc. 2016		19 déc. 2020	7 049 269
EL470	87 495	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	20 déc. 2011	19 déc. 2016		19 déc. 2020	66 712 035
EL471	88 848	Imperial Oil Resources Ventures Limited	20 déc. 2011	19 déc. 2016		19 déc. 2020	21 500 003
EL472	90 632	Imperial Oil Resources Ventures Limited	20 déc. 2011	19 déc. 2016		19 déc. 2020	21 500 003
EL473	82 643	MGM Energy Corp.	20 déc. 2011	19 déc. 2016		19 déc. 2020	1 512 122
EL474	86 602	MGM Energy Corp.	20 déc. 2011	19 déc. 2016		19 déc. 2020	1 502 503
EL475	85 288	MGM Energy Corp.	20 déc. 2011	19 déc. 2016		19 déc. 2020	2,021,213
Licences délivrées en 2012							
EL486	69 649	Shell Canada Limited	18 déc. 2012	17 déc. 2017		17 déc. 2021	76 864 864
EL487	84 504	Shell Canada Limited	18 déc. 2012	17 déc. 2017		17 déc. 2021	15 276 444
Licences terminated, expired or surrendered in 2012							
EL442	63 312	MGM Energy Corp.	10 mai 2007	9 mai 2012		9 mai 2016	8 260 000
EL443	91 116	Husky Oil Operations Limited	10 mai 2007	9 mai 2012		9 mai 2016	4 888 888
EL444	74 604	BG International Limited	10 mai 2007	9 mai 2012		9 mai 2016	1 100 000
EL445	79 240	BG International Limited	10 mai 2007	9 mai 2012		9 mai 2016	1 100000
EL466-A [5]	87 872	MGM Energy Corp.	15 janv. 2011	9 mai 2012		9 juil. 2016	6 300 000

[1] Titulaires valides au 31 décembre 2012.
[2] En vertu de la licence originale, la première période peut être prolongée au moyen de dépôts de forage ou de modifications apportées à la licence.
[3] Les dépenses liées aux soumissions ont été arrondies au dollar le plus près.
[4] Sous décret d'interdiction de travaux en vertu du paragraphe 12(1) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.
[5] Consolidation en vertu du paragraphe 25(3) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (veuillez noter que pour les permis consolidés, un puits peut ne pas être suffisant pour détenir toutes les terres du permis, selon les clauses et les conditions).
[6] Licences délivrées en vertu de l'alinéa 17(1)*b*) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.
✓ Exigence sur le puits satisfaite à la fin de l'année. Le forage d'un puits exploratoire ou de délimitation avant la fin de la première période du terme constitue une condition pour l'obtention de la deuxième période.

GESTION DES DÉPÔTS DE GARANTIE D'EXÉCUTION

Afin d'obtenir un permis de prospection, les soumissionnaires retenus à la suite d'un appel d'offres doivent verser 25 % de leur engagement pécuniaire en guise de garantie pour l'exécution des travaux (dépôts de garantie d'exécution). Pendant la première partie de la durée du permis, le dépôt de garantie sera remboursé à l'indivisaire lorsque celui-ci entamera les travaux et engagera des dépenses admissibles. Si le total des dépenses encourues lors de la première période est inférieur au montant de la soumission initiale, la différence entre le dépôt restant et 25 % de l'engagement pécuniaire sera confisquée. Si aucun puits n'a été foré pendant avant la fin de la première période, le permis de prospection sera annulé et les terres redeviendront la propriété de la Couronne.

Les modalités du permis de prospection prévoient que, au cours de la deuxième période, les loyers soient payés sur une base annuelle. Ceux-ci seront remboursés si les dépenses engagées pendant cette période sont approuvées. Si le soumissionnaire manque à son engagement de payer le loyer, son permis sera annulé. Si les dépenses encourues pendant la deuxième période n'atteignent pas le montant total des loyers pour l'année, la différence sera confisquée par la Couronne.

En date du 31 décembre 2012, le montant des dépôts de garantie d'exécution et des loyers totalisait 633 757 367 $. Le tableau 4 illustre les recettes tirées de l'administration des intérêts en 2012.

Tableau 4 : Recettes tirées de l'administration des intérêts ($) 2008-2012

	2008*	2009*	2010	2011	2012
Loyers non remboursables (anciennes concessions)[1]	62 749	62 749	61 127	53 195	53 195
Frais [2]	30 762	5 467	16 872	35 487	43 497
Confiscations [3]	22 174 929	2 054 238	770 372	25 784 658	1 631 597
Total	**22 268 440**	**2 122 454**	**848 371**	**25 873 340**	**1 728 289**

[1] Les anciennes concessions ont été accordées en vertu du *Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada* et restent en vigueur conformément à l'article 114 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

[2] Frais de délivrance et frais de services (article 15 du *Règlement sur l'enregistrement des titres relatifs aux terres domaniales*)

[3] Dépôts de garantie et loyers qui n'ont pas été compensés par des dépenses liées aux travaux lors de la première ou de la deuxième période d'un permis de prospection.

*Ajustements aux recettes à la suite de corrections apportées au codage financier.

Les loyers non remboursables sont des revenus perçus des concessions de pétroles et de gaz accordées en vertu de l'ancienne législation (*Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada*). Ces loyers doivent être payés annuellement, avant la date d'échéance de la concession.

Conformément à l'article 15 du *Règlement sur l'enregistrement des titres relatifs aux terres domaniales*, divers frais seront imposés, notamment pour octroyer de nouveaux permis de prospection, enregistrer des instruments ou fournir des résumés.

Retombées économiques

L'article 5.2 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et l'article 21 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* exigent que le ministre des Affaires autochtones et du développement du Nord canadien approuve le Plan de retombées économiques avant qu'on autorise tout travail ou toute activité lié au pétrole et au gaz ou qu'on approuve un plan de mise en valeur portant sur une nappe ou un champ situé dans un des secteurs des Territoires du Nord-Ouest, du Nunavut et de la zone extracôtière de l'Arctique relevant de la responsabilité administrative du ministre.

Dans un plan de retombées économiques, une entreprise proposant des travaux ou des activités dans le domaine pétrolier et gazier doit décrire les principes, les stratégies et les méthodes qu'elle utilisera et qui garantiront aux Canadiens et aux entreprises canadiennes une possibilité équitable de participer pleinement au projet. Le Ministère exige également qu'une entreprise supervise la mise en œuvre des engagements pris dans le cadre d'un plan de retombées économiques et qu'elle rédige des rapports à ce sujet. On encourage les entreprises à prendre d'abord en considération le recours à des Autochtones du Nord ou à d'autres résidents et entreprises du Nord.

Fonds pour l'étude de l'environnement

Le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) est un programme de recherche qui finance des études environnementales et sociales en lien avec la prospection, la mise en valeur et la production de ressources pétrolières et gazières sur les terres domaniales. Le financement du programme provient des perceptions des droits pétroliers et gaziers sur les terres domaniales. Le FEE a été mis sur pied en conformité avec la partie VII de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

Les représentants d'Affaires autochtones et Développement du Nord Canada participent à l'établissement de priorités et de projets de recherche financés par le FEE et profitent des conseils des membres du Comité consultatif pour le Nord du FEE pour éclairer leurs opinions.

En 2012, le conseil de gestion du FEE a approuvé le financement de deux nouvelles études dans le Nord. Le ministre, qui a tenu compte des recommandations du conseil, a approuvé un budget de 920 000 $ pour ces études.

Trois études financées grâce au FEE ont été terminées en 2012 : *Seabed Stability Conditions in the Shelf/Slope Transition Zone, Canadian Beaufort Sea* (synthèse et compte rendu); *Detection of Oil under Ice with Helicopter-Borne Ground Penetrating Radar* (publié comme un rapport d'études du FEE); *Tracking Oil Spills/Ice Hazards with Ice-Ocean Forecast Model* (publié comme un rapport d'études du FEE).

Les projets de recherche suivants étaient en cours en 2012 : *Improving the Accuracy of the Short-Term Ice and Ocean Forecasts in the Beaufort Sea* (deuxième année d'une étude sur deux ans); *eSPACE: Emergency Spatial Pre-SCAT for Arctic Coastal Ecosystems – Beaufort Sea/Mackenzie Delta* (deuxième année d'une étude sur deux ans); *Upstream Oil and Gas Waste Stream Study, Northwest Territories* (première année d'une étude sur trois ans); *Uniqueness of Fishes and Habitat Utilization in Oil and Gas Lease Blocks Relative to Non-Lease Areas in the Canadian Beaufort Sea* (première année d'une étude sur deux ans); *Oil Spill Countermeasures Field Trials in Arctic Marine Waters*. Des renseignements concernant le FEE et les publications en lien avec le Fonds sont disponibles à l'adresse www.esrfunds.org.

ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD

En 2012, deux nouveaux puits d'exploration ont été forés dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie pour une profondeur de forage totale de 3 199 m. De plus, les travaux ont repris dans neuf puits déjà forés afin qu'ils soient retravaillés, terminés ou abandonnés. Aucun puits de développement n'a été foré en 2012.

Quatre opérations géophysiques sur le terrain ont été menées en 2012 : deux dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et deux dans la mer de Beaufort. La figure 3 démontre les principaux secteurs d'activité dans le Nord en 2012.

Diagramme 3 : Carte des principaux secteurs d'activité dans l'ouest de l'Arctique

Le total des dépenses d'exploration dans le Nord en 2012 est provisoirement estimé à 111 millions de dollars sur un total de 113 millions de dollars pour les dépenses d'exploration, de mise en valeur sur le terrain et d'autres activités se rapportant aux puits. Les tableaux 5 et 6 et la figure 4 résument les données de forage et données sismiques dans le Nord en 2012.

SUD DES TERRITOIRES DU NORD-OUEST

Aucun nouveau puits d'exploration ou de développement n'a été foré et aucune donnée sismique n'a été recueillie dans le sud des Territoires du Nord-Ouest en 2012. Paramount Resources Ltd a repris les travaux dans neuf puits dans le champ des collines Cameron.

PARTIE CENTRALE DE LA VALLÉE DU MACKENZIE

En 2012, Husky Oil Operations Ltd a foré deux puits dans le district de Tulita, soit le puits Little Bear H-64 et le puits Little Bear N-09. Aucun nouveau puits de développement n'a été foré au champ de Norman Wells.

Parmi les activités d'exploration menées dans la région, Husky Oil Operations Ltd a également mis en œuvre un programme de levés sismiques 3D pour recueillir des données sur une superficie de 216 km^2. Ce programme a été lancé en janvier et a pris fin en avril.

Explor Geophysical Ltd a poursuivi son programme de levés sismiques 2D dans le district de Tulita; ce programme non exclusif avait été lancé à la fin de l'année 2011. Il a été interrompu en avril 2012 et, à cette date, il avait permis de recueillir des données sismiques sur 480,1 km.

DELTA DU MACKENZIE

En 2012, il n'y a eu aucune exploration ni aucune mise en valeur de l'industrie dans le delta du Mackenzie.

MER DE BEAUFORT

En 2012, deux études sismiques ont été menées dans la mer de Beaufort. Chevron Canada Limited a lancé et terminé un programme de levés sismiques 3D qui a couvert 3 580 km^2 pour le permis de prospection EL481. GX Technology a réalisé une étude sismique 2D non exclusive dans les eaux canadiennes du secteur ouest de la mer de Beaufort qui a recueilli des données sismiques sur 224,1 km. Ce programme est lié à un programme de levés sismiques complémentaire qui est mené dans les eaux américaines au large de l'Alaska.

ARCHIPEL ARCTIQUE DU NUNAVUT

En 2012, il n'y a eu aucune exploration ni aucune mise en valeur de l'industrie dans l'Archipel arctique du Nunavut.

ZONE EXTRACÔTIÈRE DE L'EST DE L'ARCTIQUE

Il n'y a eu aucune exploration ni aucune mise en valeur de l'industrie dans la zone extracôtière en 2012. Cependant, deux études sismiques ont été réalisées et il y a également eu du forage dans les eaux peu profondes et de l'échantillonnage des fonds océaniques dans les eaux groenlandaises de la baie de Baffin. Aucun autre puits d'exploration n'a été foré au large du Groenland en 2012.

Tableau 5 : Statistiques sur le forage 2012

Nom du puits	Lat (NAD 27)	Long (NAD 27)	Classe[1]	Profondeur totale (m)	Mètres forés en 2012	Démarrage	Unité libérée	État du puits[2]	Permis[3]
Sud des Territoires du Nord-Ouest									
Paramount et al CAMERON A-73	60° 12' 9,5"	117° 43' 27,1"	EX	1581,0		12/Févr/12	4/Mar/12	S	PL16
Paramount et al CAMERON I-73	60° 2' 44,6"	117° 28' 24,5"	DEV	1633,5		12/Mar/12	18/Mar/12	P	PL4
Paramount et al CAMERON K-74	60° 3' 40,7"	117° 29' 27,3"	DEV	1460,5		16/Févr/12	21/Févr/12	P	PL13
Paramount et al CAMERON F-19	60° 8' 18,4"	117° 33' 15,5"	DEL	1476,4		4/Mar/12	6/Mar/12	S	PL5
Paramount et al CAMERON K-19	60° 8' 38,1"	117° 33' 7,0"	DEL	1479,3		9/Mar/12	11/Mar/12	S	PL5
Paramount et al CAMERON O-19	60° 8' 46,9"	117° 32' 40,3"	DEL	1654,5		7/Mar/12	9/Mar/12	S	PL5
Paramount et al CAMERON 2M-73	60° 2' 52,3"	117° 29' 31,9"	DEL	1581,6		13/Janv/12	16/Févr/12	P	PL4
Paramount et al CAMERON 2H-03	60° 2' 20,4"	117° 30' 6,3"	DEV	2529,2		24/Janv/12	9/Févr/12	S	PL17
Paramount et al CAMERON E-52	60° 1' 26,0"	117° 25' 53,3"	DEV	1412,9		19/Mar/12	21/Mar/12	S	
Partie centrale de la vallée du Mackenzie									
Nouveau puits									
Little Bear N-09	64° 56' 55,2"	126° 31' 20,2"	EX	1863	1863	27/Janv/12	16/Févr/12	S	EL463
Little Bear H-64	64° 53' 28,5"	126° 11' 20,3"	EX	1336	1336	19/Févr/12	10/Mar/12	S	EL462

[1] Classe EX = puits d'exploration, DEL = puits de délimitation, DEV = puits de développement, TEST = Test de forage

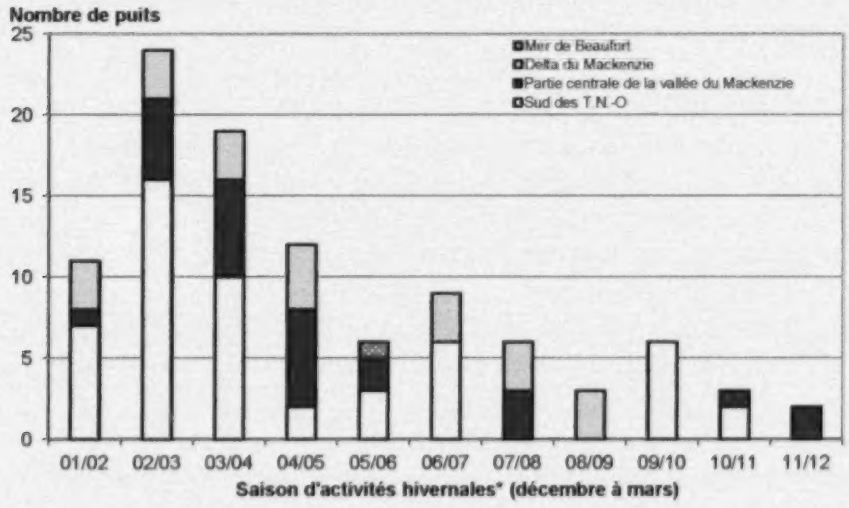
[2] État des travaux S = suspendus, A = abandonnés, PR = production, Re-A = réabandonnés

[3] Permis EL = permis de prospection, SDL = attestation de découverte importante, PL = permis de production

Tableau 6 : Acquisition de données sismiques 2003-2012

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Sismique – 2D (en km)	586	189	564	3 917	6 028	12 684	1 488	6 165	59,5	837
Sismique – 3D (en km²)	194	804	635	1 100	0	1 638	1 577	0	0	3 796

Diagramme 4 : Puits forés de 2002-2003 à 2011-2012



*Ne comprend pas les forages de mise en valeur à Norman Wells. Comprend les forages de mise en valeur dans les collines Cameron.

PRODUCTION

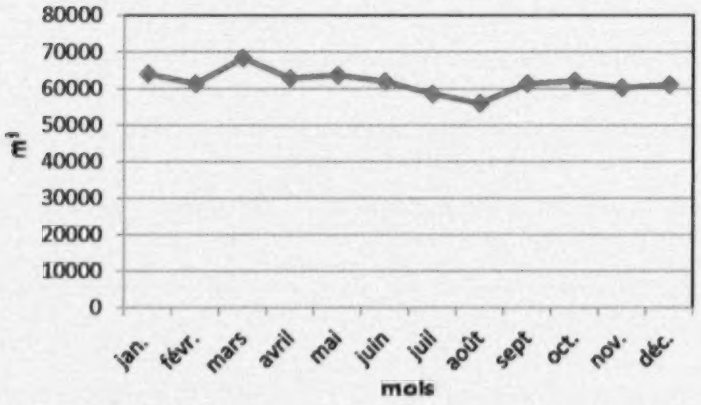
Trois champs ont produit du pétrole ou du gaz dans les Territoires du Nord-Ouest en 2012 : celui de Norman Wells dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, le champ Ikhil dans le delta du Mackenzie et celui des collines Cameron au sud-ouest de la Hay River, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest.

NORMAN WELLS

Le champ d'Imperial Oil à Norman Wells, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, est le point de départ nord de l'oléoduc Enbridge qui aboutit à Zama, en Alberta. Cet important champ de pétrole a été découvert en 1920 et continue de produire du pétrole. Ce champ a été entièrement mis en valeur au début des années 1980 et il n'a cessé de produire depuis 1985, bien qu'il y ait eu des périodes de production limitée. Au 31 décembre 2012, le champ avait produit un total cumulatif de 42,9 x 10^6 m^3 (269,8 millions de barils) en 22 ans de production.

En 2012, le champ de Norman Wells a connu une augmentation de l'ordre de 26 % de sa production pétrolière comparativement à 2011. Cette augmentation est principalement due au fait que les activités de production du champ ont repris leur cours normal après la fermeture de quatre mois du pipeline Rainbow et après que le pipeline Enbridge ait fonctionné à capacité réduite en 2011.

Diagramme 5 : Production du champ pétrolier de Norman Wells en 2012



IKHIL

Le gaz du champ Ikhil, dans le delta du Mackenzie, est produit à partir de deux puits et transporté par un gazoduc sur une distance de 50 kilomètres jusqu'à Inuvik, où il sert à la production d'électricité et de chauffage. Ce champ est exploité par AltaGas Ltd. Au mois de décembre 2012, il avait produit un total cumulatif de 205,4 x 10^6 m^3 (7,3 milliards de pieds cubes) de gaz naturel sur une période de production de 14 ans.

La production au champ Ikhil a diminué cette année principalement en raison du fait que les réserves restantes ont été conservées et que le champ Ikhil a été utilisé comme réserve de secours plutôt que comme principale source d'énergie.

COLLINES CAMERON

En 2012, le seul champ en production dans le sud des Territoires du Nord-Ouest était celui des collines Cameron, exploité par Paramount Resources Ltd. La production dans le champ de la région de Fort Liard reste suspendue. Le champ des collines Cameron produit du pétrole et du gaz transportés par pipeline jusqu'au sud de la région de Bistcho, dans le nord de l'Alberta.

En 2012, 4,8 millions de barils de pétrole et 5,7 milliards de mètres cubes de gaz ont été produits dans le Nord.

Le champ des collines Cameron continue de connaître une diminution de production en raison des puits qui ont été fermés et du déclin naturel du volume de production. Le fait que le forage de mise en valeur effectué dans la région n'a pas abouti est également un facteur qui contribue à cette baisse. En date du 31 décembre 2012, le champ avait une production totale de 925 x 10^6 m^3 (32,7 milliards de pieds cubes) de gaz naturel et de 396 x 10^3 m^3 (2,5 millions de barils) de pétrole en 11 ans.

NUNAVUT ET ZONES EXTRACÔTIÈRES DE L'ARCTIQUE

Il n'y a aucun champ de production au Nunavut et dans les eaux de la zone extracôtière de l'Arctique.

RÉSUMÉ

La production totale de pétrole en 2012 a été de 756,4 x 10^3 m^3 (4,8 millions de barils), soit une augmentation de 24 % par rapport à 2011 (voir le diagramme 6). La production totale de gaz naturel dans les Territoires du Nord-Ouest en 2012 a été de 162,8 x 10^6 m^3 (5,7 milliards de pieds cubes), une diminution de moins de 1 % par rapport à l'année précédente (voir le diagramme 7). Un total de 62 % du gaz produit provenait de la production pétrolière à Norman Wells et il a été utilisé pour les activités sur le terrain. Le tableau 7 présente des données liées à la production de pétrole et de gaz dans les Territoires du Nord-Ouest.

Tableau 7 : Production de pétrole et de gaz 2008-2012

	2008	2009	2010	2011	2012	Variation 2011-2012 (%)
Production de pétrole (milliers de mètres cubes)						
Norman Wells (Imperial Oil)	893,6	869,0	840,7	588,2	740,9	25,96%
Cameron Hills ((Paramount)	47,8	32,2	31,4	20,4	15,5	-24,02%
Total	**941,4**	**901,2**	**872,1**	**608,6**	**756,4**	**24,29%**
Production de Gaz (millions mètres cubes)						
Norman Wells (Imperial Oil)	103,8	107,5	101,4	86,4	100,1	15,86%
Ikhil (AltaGas)	18,9	18,0	17,7	17,0	10,3	-39,41%
Cameron Hills (Paramount)	80,3	66,9	59,4	60,9	52,7	-13,46%
Total	**203,0**	**192,4**	**178,5**	**164,3**	**163,1**	-0,74%

Diagramme 6 : Production du Petrolé 2003-2012

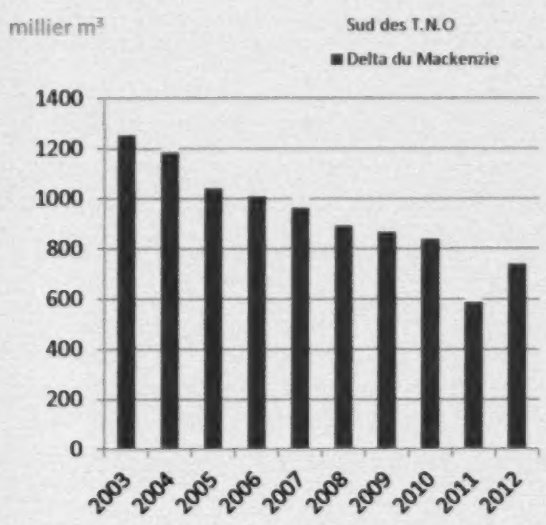
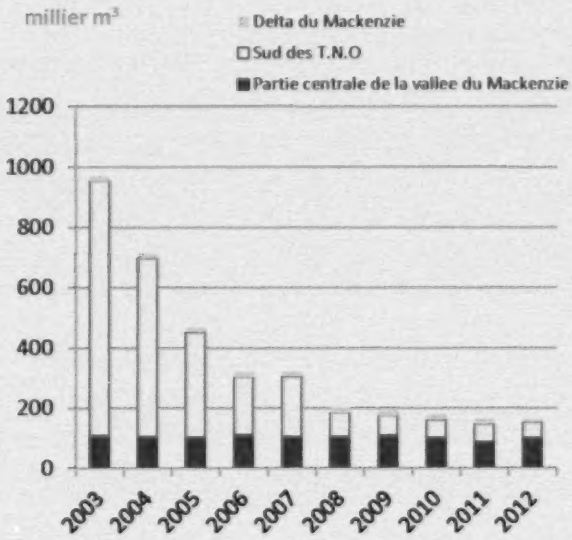


Diagramme 7 : Production de gaz 2003-2012



REDEVANCES

Les redevances perçues pendant l'année civile 2012 pour la production de pétrole et de gaz sur les terres domaniales du Nord se sont élevées à 9 992 786 $ (voir le tableau 8), ce qui représente une baisse de 14 % par rapport à 2011 en raison de la diminution des prix du pétrole en 2012.

Tableau 8 : Redevances perçues ($) 2008-2012

	2008	2009 [1]	2010	2011	2012
Redevances[2]	30 381 061 $	18 876 656 $	15 762 287 $	11 652 548 $	$9 992 786 $

[1] Note : les redevances du champ Ikhil ne sont pas incluses. Ikhil est situé sur les terres des Inuvialuit et est administré au nom des Inuvialuit conformément au paragraphe 7(94) de la Convention définitive des Inuvialuit.

[2] Les revenus de 2009 comprennent un dépôt de 4 millions $ par l'indivisaire en fonction d'une estimation des redevances résultant d'une vérification. La vérification a été terminée en décembre 2010 et l'évaluation a été déposée en mars 2011. La Couronne a reçu le montant total qui lui était dû en 2011.

Vérifications et évaluations

La Direction générale des ressources pétrolières et minérales du Nord gère un programme de vérification et d'évaluation des redevances basé sur le risque, dans le cadre duquel les déclarations de redevances sont régulièrement surveillées, analysées et choisies pour subir une vérification. L'objectif de la vérification est de fournir une assurance raisonnable que les recettes de ventes et les dépenses qu'une entreprise déclare dans sa production mensuelle de pétrole et de gaz ont été comptabilisées avec exactitude dans le calcul des redevances perçues par la Couronne.

En 2012, une nouvelle vérification a été entreprise et deux vérifications qui ont commencé en 2011 ont été achevées.

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS

DIRECTION GÉNÉRALE DES RESSOURCES PÉTROLIÈRES ET MINÉRALES DU NORD

Veuillez consulter notre site Web à l'adresse suivante : http://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1100100036087/1100100036091.

Pour obtenir des renseignements plus détaillés, veuillez communiquer avec la source appropriée par téléphone ou par écrit.

Adresse postale :
Direction générale des ressources pétrolières et minérales du Nord
Affaires autochtones et Développement du Nord Canada
Ottawa (Ontario) K1A 0H4

Par messager seulement :

Direction générale des ressources pétrolières et minérales du Nord
Affaires autochtones et Développement du Nord Canada
10, rue Wellington
Gatineau (Québec) K1A 0H4
Téléphone : 819-953-2087
Télécopieur : 819-953-5828

Information sur le régime de gestion des ressources, les demandes de désignations et de soumissions et d'autres renseignements connexes : Gestionnaire, Régime foncier – téléphone : 819-934-9392.

Information sur les procédures et les règlements concernant l'enregistrement, les permis de prospection, de production et reliés aux découvertes importantes, les transferts et les notifications :
Registraire – téléphone : 819-997-0048.

Information sur les cartes de la Direction des ressources pétrolières du Nord et sur les données du système d'information géographique (SIG) :
Agent géomaticien – téléphone : 819-934-9394

Information sur l'histoire de l'exploration dans le Nord et sur les activités géologiques et géophysiques :
Géologue pétrolier principal – téléphone : 819-953-8722.

Information sur la politique des redevances et les déclarations des redevances :
Gestionnaire, Administration de la politique financière et des redevances – téléphone : 819-953-3267

Information sur le plan des retombées économiques pour le Nunavut et au large des côtes dans le Nord :
Direction des ressources pétrolières du Nord – téléphone : 819-953-2087

Information sur les exigences du plan des retombées économiques associées aux nouveaux programmes d'exploration sur les terres des Territoires du Nord-Ouest :
Bureau régional du Ministère des Territoires du Nord-Ouest à l'adresse ci-dessous :

Division de l'exploitation pétrolière
Bureau régional des Territoires du Nord-Ouest
Affaires autochtones et Développement du Nord Canada

4914, 50e Rue, case postale 1500
Yellowknife (T.N.-O.) X1A 2R3
Téléphone : 867-669-2469/Télécopieur : 867-669-2705

AUTRES SOURCES D'INFORMATION

Office national de l'énergie

• Le Secteur des opérations est chargé de réglementer l'exploration, la mise en valeur et la production des hydrocarbures dans les régions pionnières non visées par la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, la *Loi sur les opérations pétrolières* au Canada et la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

• Le Bureau d'information sur les terres domaniales offre des cartes, des informations techniques, des rapports géologiques et géophysiques, et des rapports et des dossiers sur l'historique des puits.

Office national de l'énergie
444, 7e Avenue sud-ouest
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Téléphone : 403-292-4800

Site Web : http://www.one.gc.ca

Bureau géoscientifique des Territoires du Nord-Ouest

Ce bureau réalise des recherches pour évaluer le potentiel des hydrocarbures des bassins sédimentaires dans les Territoires du Nord-Ouest et fournir des données, de l'information générale et des conseils en matière de pétrole et des sciences de la terre.

Site Web : http://www.nwtgeoscience.ca

Commission géologique du Canada (CGC)

La Commission géologique du Canada (Calgary) offre l'accès à des installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons, ainsi qu'à de l'information sur les puits forés au nord du 60e parallèle dans ses locaux situés au :

Commission géologique du Canada (Calgary)
3303, 33e Rue nord-ouest
Calgary (Alberta) T2L 2A7
Téléphone : 403-292-7000

Site Web : http://gsc.nrcan.gc.ca/org/calgary/index_f.php

Pour obtenir de l'information sur les sciences de la terre dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis :
Commission géologique du Canada (Atlantique)
Institut océanographique de Bedford
CP 1006
Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 4A2
Site Web : http://gsc.nrcan.gc.ca/org/atlantic/index_f.php